

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ОАО МПК «Аганнефтегазгеология», включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее - УСВ-3), программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000», каналообразующую аппаратуру и АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, подключенный к базе данных ИВК ОАО МПК «Аганнефтегазгеология» при помощи удаленного доступа по сети Internet.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем - втором уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется от АРМ энергосбытовой организации по сети Internet в автоматическом режиме с использованием ЭЦП. АРМ энергосбытовой организации раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ-3 не более ± 1 с. УСВ-3 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера баз данных (БД) АИИС КУЭ. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ-3 более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 секунд в сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражает: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchronSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Федеральный информационный фонд за № 21906-11.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
ПЛУ-35 кВ №2							
1	ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ф.№3	ТВ-35-И-4 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 64; Зав. № 65; Зав. № 66	ЗНОМ-35-65 У1 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 198330807; Зав. № 133952; Зав. № 1285055	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808111028	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±3,9
2	ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ф.№1	ТВ-35-И-4 У2 Кл. т. 0,2S 400/5 Зав. № 67; Зав. № 68; Зав. № 69	ЗНОМ-35-65 У1 Кл. т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 1339643; Зав. № 1340732; Зав. № 1190707	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805123028	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±3,9
ПС 35/6 кВ «Рославльская»							
3	ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.102	ТОЛ-10-И-8 У2 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 2680; Зав. № 2811	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4002241; Зав. № 4002243; Зав. № 4002244	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808160978	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.202	ТОЛ-10-І-8 У2 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 2816; Зав. № 2814	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4002182; Зав. № 4002190; Зав. № 4002184	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808161799	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5
5	ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.2	АВК 10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 14828/78; Зав. № 16543/78	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4002171; Зав. № 4002194; Зав. № 4002195	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808161820	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5
6	ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.12	ІМZ10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 18232/88; АВК 10 Зав. № 13781/85	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4002246; Зав. № 4002237; Зав. № 4002212	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808161644	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5
7	ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.105	ІМZ10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 14749/89; Зав. № 12845/89; Зав. № 12827/89	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4002241; Зав. № 4002243; Зав. № 4002244	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808161066	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ТСН-3 250 кВА, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ОАО МПК «АНГТ»	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 310104; Зав. № 310103; Зав. № 310102	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808130682	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,4
9	ввод 0,23 кВ ТСН-1 63 кВА	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 309535; Зав. № 309536; Зав. № 309537	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808162460	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,4
10	ввод 0,23 кВ ТСН-2 63 кВА	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 309544; Зав. № 309545; Зав. № 309546	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808130654	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,4
11	ввод 0,23 кВ ТСН-3 63 кВА	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 309541; Зав. № 309542; Зав. № 309543	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808130265	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	ввод 0,23 кВ ТСН-4 63 кВА	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 070877; Зав. № 070879; Зав. № 070878	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808130244	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,4
13	ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.113	АВК 10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 2028/79; Зав. № 2018/79; Зав. № 2007/79	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4002241; Зав. № 4002243; Зав. № 4002244	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808160936	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5
ПС 35/6 кВ «Лесная»							
14	ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№4	ТОЛ-10-І-2 У2 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 2740; Зав. № 6097	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 1002691; Зав. № 1002693; Зав. № 1002695	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808160935	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5
15	ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№10	ТЛМ-10-2У3 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 1117; Зав. № 6066	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 6800; Зав. № 6802; Зав. № 6777	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808161084	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
КТПН №28 6/0,4 кВ							
16	РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 360143; Зав. № 360138; Зав. № 360133	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107161722	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±6,9
ПС 35/6 кВ «Мохтиковская»							
17	КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 800/5 Зав. № 10274; Зав. № 9164	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 22132; Зав. № 22413; Зав. № 00344	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808161785	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5
18	КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.14	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 800/5 Зав. № 9224; Зав. № 9186	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 22432; Зав. № 22415; Зав. № 10344	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808161819	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5
19	ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 141483; Зав. № 141486; Зав. № 141489	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803130192	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
20	ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 141484; Зав. № 141487; Зав. № 141490	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808130562	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,4
ПС 110/6 кВ «Западный Могултор»							
21	ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	SB 0,8 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 13185607; Зав. № 13185610; Зав. № 13185613	СРВ 123 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 8681416; Зав. № 8681417; Зав. № 8681418	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806164452	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,1 ±5,5
КТПН-2х400 кВА 6/0,4 кВ							
22	РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 310110; Зав. № 310109; Зав. № 310108	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107160691	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±6,9
23	РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 310113; Зав. № 310112; Зав. № 310111	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107161666	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±6,9

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1-23 от минус 40 до плюс 60 °С.

4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - СЭТ-4ТМ.03М - СЭТ-4ТМ.03М; СЭТ-4ТМ.03М.08; ПСЧ-4ТМ.05МК.04; ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВ-35-П-4 У2	46101-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-И-8 У2	15128-07	4
Трансформатор тока	АВК 10	47171-11	6

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	IMZ10	16048-97	4
Трансформатор тока	T-0,66 У3	52667-13	30
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2 У2	15128-07	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2У3	2473-69	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	38395-08	4
Трансформатор тока	SB 0,8	55006-13	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65У1	912-70	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6У2	23544-07	18
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	3344-04	6
Трансформатор напряжения	СРВ 123	15853-96	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	11
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	36697-12	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	46634-11	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01	46634-11	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	-	1
Сервер БД	HP ProLiant DL160 Gen9	-	1
Методика поверки	МП 206.1-013-2017	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-013-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО МПК «Аганнефтегазгеология». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 27.01.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.08 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.04 - по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 - по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- УСВ-3 - по документу «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих - кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО МПК «Аганнефтегазгеология», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 5261082487

Адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Телефон: (4922) 22-21-62; Факс: (4922) 42-31-62; E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.